

Gutachten

Im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend

Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2014/2015)

**erstellt von
Dr. Harald Proidl
DI Michael Sorger
Energie-Control Austria**

Wien, 19. November 2013

Auftrag

Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) hat mit Schreiben vom 29. Mai 2013 (PE 10129) die Energie-Control Austria mit der Erstellung von Befund und Gutachten über die Neufestsetzung der Einspeisetarife für 2014/2015 beauftragt.

Wien, am 19. November 2013



Dr. Harald Proidl

Energie-Control Austria

Leiter Ökoenergie und Energieeffizienz

Vereidigter Sachverständiger des Wirtschaftsministeriums

Inhaltsverzeichnis

1	Quellen	5
2	Gesetzliche Grundlagen für die Festlegung von Einspeisetarifen.....	9
3	Methodik und Vorbemerkungen	13
4	Windkraft.....	16
4.1	Entwicklung der Einspeisetarife für Windkraft	16
4.2	Grundlagen der Kostenstruktur von Windkraftanlagen für die Ökostromverordnung 2012	17
4.3	Wind Ausführungen 2013.....	18
4.4	Errechnete Werte für 2014 und Abschläge 2015.....	19
5	Biogas	20
5.1	Biogas Ausführungen 2013.....	20
5.2	Errechnete Werte für 2014 und Abschläge 2015.....	23
6	Feste Biomasse	26
6.1	Grundlagen der Kostenstruktur für Stromerzeugungsanlagen aus fester Biomasse für die Ökostromverordnung 2012	26
6.2	Biomasse fest Ausführungen 2013.....	27
6.3	Errechnete Werte 2014 und Abschläge 2015.....	29
7	Photovoltaik.....	32
7.1	Grundlagen der Kostenstruktur von Photovoltaikanlagen für die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012	32
7.2	PV Ausführungen 2013	34
7.3	Errechnete Tarife für 2014 und Abschläge 2015	35
8	Kleinwasserkraft.....	37
8.1	Grundlagen der Kostenstruktur von Kleinwasserkraftanlagen	38
8.2	Errechnete Tarife für 2014 und Abschläge 2015	40
9	Anderer Ökostrom (Biomasse flüssig, Geothermie, Deponie- und Klärgas).....	44
10	Zusammenfassung der Empfehlungen	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Windkraft – Investitionskosten in Euro pro kW	17
Tabelle 2: Volllaststunden Windkraft 2007 - 2012.....	18
Tabelle 3: Feste Biomasse – Investitionskosten in Euro pro kWel – Grundlagen der Expertise der E-Control vom 11. September 2009	26
Tabelle 4: Feste Biomasse –Stromerzeugungs-Wirkungsgrad - Grundlagen der Expertise der E-Control vom 11. September 2009	26
Tabelle 5: Photovoltaik – Investitionskosten in Euro pro kWp Angebote Stand April 2012	33
Tabelle 6: Volllaststunden von Kleinwasserkraftanlagen (Vertragsverhältnis mit OeMAG)	40
Tabelle 7: Ermittelte Einspeisetarife	46

1 Quellen

Folgende Grundlagen wurden für die Erstellung des Gutachtens herangezogen:

- BGBl I Nr. 149/2002: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). Ausgegeben am 23.08.2002.
- BGBl I Nr. 105/2006: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitäts- und –organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden (Ökostromgesetz-Novelle 2006). Ausgegeben am 27.06.2006.
- BGBl I Nr. 10/2007: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (Ökostromgesetz-Novelle 2006). Ausgegeben am 02.04.2007.
- BGBl I Nr. 44/2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (erste Ökostromgesetz-Novelle 2008). Ausgegeben am 26.02.2008.
- BGBl I Nr. 114/2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (zweite Ökostromgesetz-Novelle 2008). Ausgegeben am 08.08.2008.
- BGBl I Nr. 104/2009: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (Ökostromgesetz-Novelle 2009). Ausgegeben am 19.10.2009.
- BGBl I Nr. 75/2011: Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012). Ausgegeben am 29.07.2011.
- BGBl II Nr. 508/2002 idF BGBl II Nr. 254/2005: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für bis Ende 2004 genehmigte (Kleinwasserkraft bis Ende 2007 errichtete) Anlagen festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2002)
- BGBl II Nr. 401/2006: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse in den Jahren 2006 und 2007 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2006)

- BGBl II Nr. 59/2008: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2008 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2008)
- BGBl II Nr. 53/2009: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2009 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2009)
- BGBl II Nr. 42/2010: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2010 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2010). Ausgegeben am 2. Februar 2010.
- BGBl II Nr. 25/2011: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2011 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2011). Ausgegeben am 28. Jänner 2011.
- BGBl II Nr. 307/2012: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einspeisetarife für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle ab 1. Juli 2012 bis Ende des Jahres 2013 verpflichtet ist (Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 18. Oktober 2012.
- BT-Drucks. 17/6363: Erneuerbaren-Energie-Gesetz, EEG. Beschluss des Deutschen Bundestage vom 30. Juni 2011
- Bürgerwindenergie Gutenstetten GmbH & Co. KG, September 2009: Kurzinformationen zum Projekt der Bürgerwindenergie Gutenstetten
- ECOFYS, 2. Jänner 2011 : Financing Renewable Energy in the European Energy Market
- E-Control Austria, Mai 2012: Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2 HJ 2012 und 2013)
- E-Control Austria, Juni 2012: Ergänzung zum Gutachten - Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2 HJ 2012 und 2013)

- E-Control Austria, November 2011: Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2012)
- E-Control Austria, September 2009: Expertise zur Neubestimmung der Preise (Einspeisetarife) gemäß zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008.
- E-Control Austria, 2. Dezember 2009: Ergänzung betreffend Biogas- (und Biomasse) Kleinanlagen zur Expertise zur Neubestimmung der Preise (Einspeisetarife) gemäß zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008.
- E-Control Austria, 6. Oktober 2008: Gutachten zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für 2009 im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit
- E-Control Austria, 9. November 2007: Gutachten zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für 2008 (optional bis 2010) im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit
- E-Control Austria und Energieagentur, 31. Juli 2006: Expertise mit Grundlagen und Empfehlungen zur Neubestimmung der „Preise“(Einspeisetarife) für Ökostromanlagen
- E-Control Austria, November 2002: „Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen
- E-Control Austria, September 2010: Ökostrombericht 2010 und Folgeberechnungen
- E-Control Austria, September 2011: Ökostrombericht 2011
- E-Control Austria, April 2012: Veröffentlichung der Marktpreise gemäß § 20 Ökostromgesetz
- Energieagentur, 3. Dezember 2009: Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung auf Basis der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008, 3. aktualisierte Auflage.
- Haas, Reinhard; Berger, Martin; Kranzl, Lukas. Im Auftrag des BMWA und BMLFUW. 2001. Strategien zur weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weißbuches für erneuerbare Energien und der Campaign for Take-off.
- IG-Windkraft, 4. November 2009: Expertise der IG-Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen

- IG-Windkraft, April 2012: Expertise der IG-Windkraft zur Ermittlung der Gesteigungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen
- Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; 2009: Regenerative Energien in Österreich
- Kleinwasserkraft Österreich, Mai 2012: Expertise von Kleinwasserkraft Österreich zur Kostenstruktur bei Kleinwasserkraftanlagen
- Landwirtschaftskammer Österreich: www.agrar-net.at
- Österreichs Energie, April 2012: Anlage Daten von Feststoff-Biomasse-KWK
- Photovoltaik-Anbieter, April 2010: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern
- Photovoltaik-Anbieter, September 2011: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern
- Photovoltaik-Anbieter, April 2012: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern
- Photovoltaik-Anbieter, Oktober 2013: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern
- Statistik Austria: www.statistik.at
- Dumont, Ulrich; Keuneke, Rita. Im Auftrag des Bundesministeriums für Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2011. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG
- Windkraftbetreiber: Projekt-Kostendaten von Windkraftprojekten mit Realisierungsjahren 2002 bis (geplant) 2010, Stand Dezember 2009.
- Wirtschaftskammer Österreich, April 2012: Kärntner Rundholzpreise

Sofern nichts anderes angegeben ist, beziehen sich die zitierten Gesetzesregelungen auf das Ökostromgesetz idF BGBl I Nr. 75/2011.

2 Gesetzliche Grundlagen für die Festlegung von Einspeisetarifen

Das Ökostromgesetz 2012 (BGBl I Nr 75/2011) beinhaltet folgende Zielsetzungen und Inhalte, die für die Bestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und für sonstigen unterstützten Ökostrom relevant sind.

„§ 4. (1) Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes sowie der Versorgungssicherheit ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,

- 1. die Erzeugung von Ökostrom durch Anlagen in Österreich gemäß den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts zu fördern;*
- 2. den Anteil der Erzeugung von Ökostrom zumindest bis zu den in Abs. 2 bis Abs. 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;*
- 3. die energieeffiziente Erzeugung von Ökostrom sicherzustellen;*
- 4. die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen;*
- 5. eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife der Technologien zur Erzeugung von Ökostrom vorzunehmen, wobei auf die europäischen Schwerpunktsetzungen hinsichtlich neuer erneuerbarer Technologien, insbesondere im Rahmen des Strategieplans für Energietechnologien - SET-Plan, Bedacht genommen wird;*
- 6. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten;*
- 7. die Abhängigkeit von Atomstromimporten bis 2015 bilanziell zu beseitigen.*

(2) Bis zum Jahr 2015 ist die Neuerrichtung und Erweiterung von Anlagen in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass durch Anlagen mit Kontrahierungspflicht durch die Ökostromabwicklungsstelle und durch Anlagen mit Anspruch auf Investitionszuschuss ein Gesamtstromanteil von 15%, gemessen an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen, erzeugt wird. In diesem Zielwert ist die Stromerzeugung aus neu errichteten Kleinwasserkraftanlagen sowie mittleren Wasserkraftanlagen sowie die durch Optimierung und Erweiterung von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erzielte zusätzliche Stromerzeugung seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, enthalten, nicht jedoch die Neuerrichtung und Erweiterung von Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW.

(3) Zur Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist von 2010 bis 2015 die mengenmäßig wirksame Errichtung von zusätzlich 700 MW Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von insgesamt 3 500 GWh, inklusive den Effekten von Revitalisierungsmaßnahmen und Erweiterungen bestehender Anlagen), davon 350 MW Klein- und mittlere Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von 1 750 GWh), die Errichtung von 700 MW Windkraft (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 1 500 GWh), 500 MW Photovoltaik (mit einer auf das Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 500 GWh) sowie, bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit, die Errichtung von 100 MW Biomasse und Biogas (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 600 GWh) anzustreben.

(4) Für die einzelnen Ökostromtechnologien werden für den Zeitraum 2010 bis 2020 folgende mengenmäßigen Ausbauziele festgelegt:

- 1. Wasserkraft: 1 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;*
- 2. Windkraft: 2 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;*
- 3. Biomasse und Biogas: 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,3 TWh), soweit eine nachweisliche Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe gegeben ist;*

4. Photovoltaik: 1 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,2 TWh).

(5) Die Erreichung der Ziele gemäß Abs. 1 bis 4 ist durch die E-Control gemäß § 51 Abs. 1 alle zwei Jahre zu überwachen. Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend hat für den Fall, dass die Ziele bereits erreicht wurden, deren Anhebung im Wege einer Regierungsvorlage zu initiieren.“

§ 20 Ökostromgesetz bestimmt zur Festlegung der Einspeisetarife zur Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen Folgendes:

„(1) Die Einspeisetarife sind entsprechend den Zielen dieses Bundesgesetzes, insbesondere in Bezug auf den effizienten Mitteleinsatz, so zu gestalten, dass kontinuierlich eine Steigerung der Produktion von Ökostrom erfolgt, wobei eine Steigerung der Produktion von Ökostrom aus rohstoffabhängigen Ökostromanlagen nur bei nachweislich gesicherter Rohstoffversorgung anzustreben ist.

(2) Nach Maßgabe des Abs. 1 sind die Einspeisetarife auf Basis folgender Kriterien festzulegen:

1. die Tarife sind unter Beachtung der unionsrechtlichen Vorgaben festzulegen;
2. die Tarife haben sich an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, zu orientieren;
3. zwischen Anlagen ist dann zu unterscheiden, wenn unterschiedliche Kosten vorliegen oder öffentliche Förderungen gewährt wurden;
4. die Tarife sind in Abhängigkeit von den verschiedenen Primärenergieträgern festzulegen, wobei die technische und wirtschaftliche Effizienz zu berücksichtigen ist;
5. durch die Preisbestimmung ist sicherzustellen, dass sich die Förderungen an den effizientesten Standorten zu orientieren haben und die Möglichkeit einer Maximierung der Tariffhöhe durch eine Aufteilung in mehrere Anlagen ausgeschlossen ist;
6. die Tarife können weitere Differenzierungen, etwa nach der Engpassleistung, der Jahresstromproduktion (Zonentarifmodell) oder nach anderen besonderen technischen Spezifikationen, enthalten. Eine zeitliche Unterscheidung nach Tag/Nacht und Sommer/Winter im Sinne des § 25 El-WOG ist zulässig;
7. in der Verordnung können auch Mindestanforderungen hinsichtlich der zum Einsatz gelangenden Technologien vorgesehen werden, wobei die Mindestanforderungen dem Stand der Technik zu entsprechen haben;
8. in der Verordnung kann die Erreichung eines höheren Brennstoffnutzungsgrades als in § 12 Abs. 2 Z 4 zur Voraussetzung für die Gewährung von Einspeisetarifen gemacht werden, wenn dies auf Grund der Beschaffenheit des jeweiligen Anlagentyps unter Bedachtnahme auf den Stand der Technik und die optimale Nutzung der eingesetzten Primärenergie (energetischer Nutzungsgrad) wirtschaftlich zumutbar ist.

(3) Für Photovoltaikanlagen gilt ergänzend zu Abs. 2 Folgendes:

1. bei der Festlegung der Tarife für Photovoltaik ist eine Differenzierung zwischen Anlagen auf Freiflächen und Gebäuden zulässig, wobei die Gewährung einer Förderung auf gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen beschränkt werden kann;
2. für Photovoltaik mit einer Engpassleistung bis 20 kW_{peak} können die Tarife gemäß Abs. 1 auch lediglich einen Teil der durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, abdecken;
3. in der Verordnung ist ein einheitlicher Tarif für alle Größenklassen von Photovoltaikanlagen vorzusehen, wobei eine kombinierte Förderung mittels Investitionszuschüssen und Einspeisetarifen vorgesehen werden kann und jedenfalls dem Umstand Rechnung zu tragen ist, ob das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen des vorangegangenen Jahres ausgeschöpft wurde;
4. die Gewährung einer Förderung kann an eine bestimmte Höchstgröße der Anlage geknüpft werden, wobei eine Förderung einer Photovoltaikanlage von über 500 kW_{peak} jedenfalls ausgeschlossen ist.

(4) Für rohstoffabhängige Anlagen gilt ergänzend zu Abs. 2 Folgendes:

1. die Preisfestlegung darf nicht in einer solchen Form erfolgen, dass Biomasse ihrer stofflichen Nutzung entzogen wird bzw. Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck entzogen werden;
2. zwischen Abfall mit hohem biogenen Anteil und sonstiger fester Biomasse ist zu unterscheiden;
3. eine Differenzierung innerhalb der Anlagenkategorien auf Basis von Biogas nach Energieträgern und Substraten, innerhalb der Anlagenkategorien auf Basis von Biomasse nach Energieträgern, sowie nach anderen besonderen technischen Spezifikationen ist zulässig;
4. bei der Festlegung der Preise für Anlagen auf Basis von Biogas oder flüssiger Biomasse dürfen Rohstoffpreise (Kosten für die Energieträger) höchstens in einem solchen Ausmaß berücksichtigt werden, dass diese Kosten die Strommarkterlöse, gemessen an den gemäß § 41 Abs. 1 zuletzt veröffentlichten Marktpreisen, nicht übersteigen; für Anlagen auf Basis von fester Biomasse gilt dies dann, wenn die Leistung, über die ein Vertragsabschluss gemäß § 15 in Verbindung mit § 12 oder gemäß dem Ökostromgesetz, BGBl. I Nr. 149/2002, in der Fassung der ÖSG-Novelle 2009, BGBl. I Nr. 104/2009, erfolgt ist, 100 MW erreicht oder überschreitet;
5. zur Sicherstellung, dass Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck nicht entzogen werden, kann in der Verordnung vorgesehen werden, dass bei bestimmten Biogasanlagengruppen nur dann eine Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle zu den festgelegten Einspeisetarifen besteht, wenn ein bestimmter Anteil an Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft für die Erzeugung von Ökostrom eingesetzt wird.

(5) Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskosten ist auf ein rationell geführtes Unternehmen abzustellen, welches die Anlage zu Finanzmarktbedingungen sowie unter Berücksichtigung anderer Finanzierungsoptionen finanziert. Zu berücksichtigen sind die Lebensdauer, die Investitionskosten, die Betriebskosten, die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die jährlich erzeugten Mengen an elektrischer Energie. Bei der Erhebung dieser Kosten sind nationale sowie internationale Erfahrungen zu berücksichtigen.“

§ 17 Ökostromgesetz beinhaltet für rohstoffabhängige Ökostromanlagen nach Ablauf der Kontrahierungspflicht die Möglichkeit der Festlegung von Preisen (Einspeisetarifen), die sich an den laufenden Kosten orientieren:

„§ 17. (1) Abweichend von § 13 besteht für Ökostromanlagen auf Basis fester und flüssiger Biomasse oder Biogas, die in das öffentliche Netz einspeisen, nach Ablauf der Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 12 oder nach Ablauf der Förderdauer gemäß den Bestimmungen des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, in der Fassung BGBl. I Nr. 104/2009, eine besondere Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle. Die Ökostromabwicklungsstelle hat Verträge über die weitere Abnahme von Ökostrom nur unter Anrechnung auf das zur Verfügung stehende zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen abzuschließen.

(2) Keine Kontrahierungspflicht gemäß Abs. 1 besteht für rohstoffabhängige Ökostromanlagen, die

1. nicht über einen Anerkennungsbescheid gemäß § 7 verfügen;
2. auf Basis von Tiermehl, Ablauge oder Klärschlamm betrieben werden;
3. keinen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60 vH erreichen;
4. über kein Konzept über die Rohstoffversorgung zumindest über die weiteren fünf Betriebsjahre verfügen;
5. auf Basis von fester Biomasse betrieben werden und keine dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen zur Vermeidung von Feinstaub aufweisen;
6. auf Basis von flüssiger Biomasse betrieben werden und den Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige Biokraftstoffe gemäß der Verordnung BGBl. II Nr. 250/2010 nicht entsprechen.

(3) Der Abschluss von Verträgen gemäß Abs. 1 darf pro Anlage nur einmal erfolgen. § 14 und § 15 finden auf diese Verträge sinngemäß Anwendung. Die Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle endet mit Ablauf von 20 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage.

(4) Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend kann für diese Ökostromanlagen durch Verordnung Nachfolgetarife bestimmen, die sich an den laufenden Kosten orientieren, die für

den Betrieb dieser Anlagen erforderlich sind, wobei Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition nicht zu berücksichtigen sind. Im Übrigen hat der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend bei der Bestimmung der Preise die in § 19 und § 20 angeführten Kriterien sinngemäß anzuwenden.“

3 Methodik und Vorbemerkungen

Wie bereits bei den formalen Darstellungen zuvor, sollte an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen werden, dass die Einspeisetarife für die Ökostrom-Technologien einigen Grundsätzen entsprechen sollen:

- Förderung von effizienten Technologien,
- effizienter Einsatz der Fördermittel,
- Erreichung der Marktreife der Technologien.

Die Entwicklungen der einzelnen Technologien im Sinne von Förderbedarf, Ausbau, Marktfähigkeit, etc. war in der Vergangenheit höchst unterschiedlich. Während einige Technologien seit einiger Zeit einen Ausbauboom erleben, sind andere Anlagen geradezu in ihrer Existenz bedroht – dies liegt unter anderem an der Entwicklung der Rohstoffpreise, dem starren Fördersystem an sich, und so weiter. Bei den wenigsten Technologien kann jedoch eine Entwicklung hin zur Marktreife festgestellt werden – was nicht nur am niedrigen Strommarktpreis liegt.

Gemäß Gutachtensauftrag soll ein geschlossener Vorschlag über Einspeisetarife für die Jahre 2014 und 2015 vorgelegt werden. Dabei sollte darauf fokussiert werden, ob bei den einzelnen Technologien eine reine Degression der Tarife entsprechend § 19 (2) Ökostromgesetz abgeleitet und in weiterer Folge empfohlen werden kann. Bei der Festlegung von Tarifen für zwei Kalenderjahre ist jedenfalls für das Jahr 2015 eine Reduktion vorzusehen.

Das vorliegende Gutachten stützt sich auf die Berechnungen der zurückliegenden Expertisen der E-Control Austria, wobei entsprechend des Auftrages die bestehenden Basisdaten (soweit verfügbar und plausibel nachvollziehbar) aktualisiert wurden.

Wie in den vorhergehenden Gutachten wurden die Berechnungen der Erzeugungskosten für die einzelnen Ökostromtechnologien mit einer Investitionsrechnung unter der Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Bei diesem dynamischen Verfahren werden einmalige sowie periodische Zahlungen in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet und so die Kosten pro erzeugte Energieeinheit bestimmt.

Das Ökostromgesetz 2012 (BGBl I Nr 75/2011) sieht für brennstoffabhängige Technologien einen Vergütungszeitraum von 15 Jahren und für brennstoffunabhängige Technologien einen Zeitraum von 13 Jahren vor. Dementsprechend werden die Tarifzeiten für die Anlagenbeispiele mit 15 Jahren für rohstoffabhängige und 13 Jahren für rohstoffunabhängige Technologien angesetzt. Die Investitionskosten werden über diesen Zeitraum abgeschrieben.

Gemäß § 17 Ökostromgesetz können aufgrund einer Verordnungsermächtigung Preise für eine weitere Abnahme von Ökostrom aus rohstoffabhängigen Anlagen auch nach Ablauf der Kontrahierungspflicht festgelegt werden, so dass die gesamte Abnahmezeit auf 20 Jahre verlängert werden kann. Die Preise für diesen Zeitraum berücksichtigen keine Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition.

Bei der bei manchen Technologien anfallenden Wärme wird davon ausgegangen, dass sie als Koppelprodukt verkauft wird. Die daraus resultierenden Erlöse werden aliquot zu den Gesamterlösen aus Strom und Wärme von den einzelnen Kosten abgezogen.

Der kalkulatorische Zinssatz für die Berechnungen, der die Gewinnerwartung des Investors bezogen auf das Eigenkapital und eine Risikoprämie beinhaltet, beträgt inklusive einer Inflationsannahme von 2 % den Prozentsatz von 6 %. Alle laufenden Kosten werden jährlich um 2 % dynamisiert.

Die Kalkulation erfolgt mit Netto-Preisen, da von einer unternehmerischen Tätigkeit ausgegangen wird.

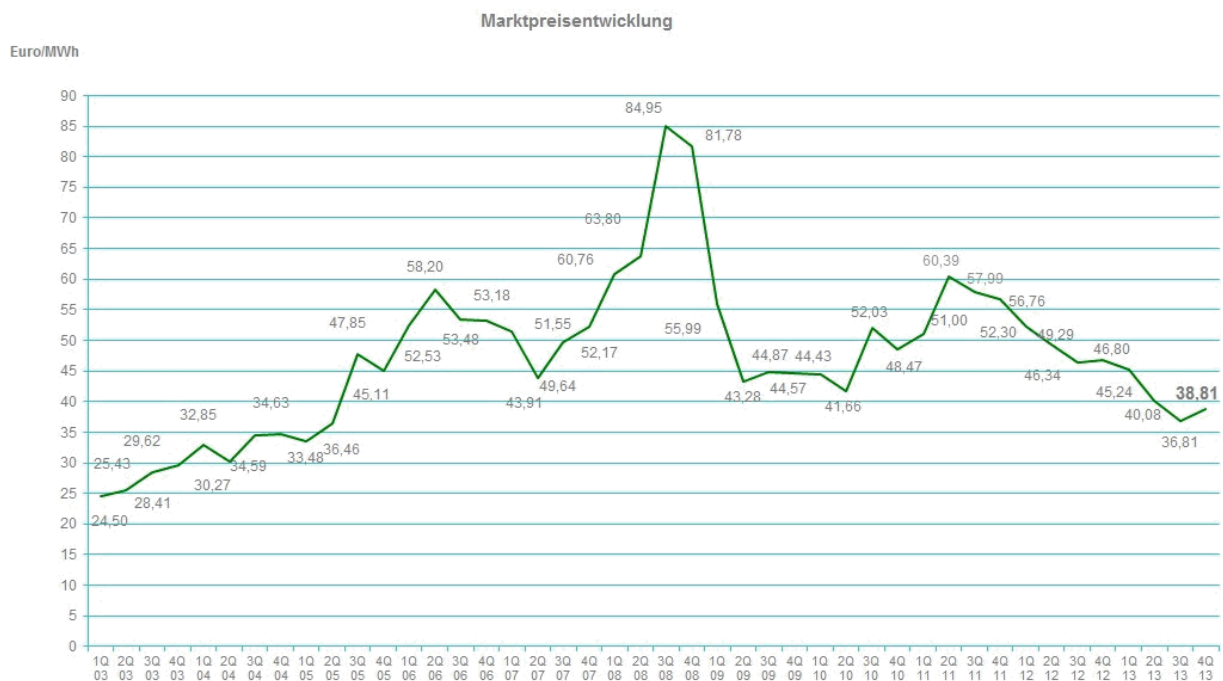
Die Ermittlung der Volllaststunden orientiert sich an den in der Stromnachweisdatenbank der E-Control erfassten Erzeugungsmengen - ausgewertet nach den verschiedenen Ökostromtechnologien.

Die Grundlagen sind im Wesentlichen dem Quellenverzeichnis zu entnehmen und wurden (soweit wie möglich) gegenüber den letzten Gutachten aktualisiert. Diese Grundlagen beinhalten Kostenbewertungen bis zum jeweils aktuellen Stand. Die tatsächliche Höhe der Einspeisetarife wurde (und wird) nach der vom Ökostromgesetz vorgegebenen Herstellung des Einvernehmens mit den gesetzlich festgelegten Einvernehmensressorts bestimmt und verordnet.

Das vorliegende Gutachten stellt nochmals die wichtigsten Kostenpositionen für die einzelnen Ökostromtechnologien dar, wie sie zur Entscheidung der aktuell gültigen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung vorgelegen waren. Es bewertet in weiterer Folge, ob seit dieser Entscheidung Änderungen der Kostenstrukturen bekannt sind, die eine Festlegung der Einspeisetarife in einer anderen Höhe erfordern, als sie in der aktuell gültigen Ökostrom-Einspeisetarifverordnung gegeben sind. Darunter fallen z.B. die Entwicklung des Marktpreises (siehe Abbildung 1).

Um einen Überblick über die Veränderungen zu den vorangegangenen Gutachten zu bekommen wurden bei den einzelnen Technologien nochmals die Annahmen aus dem letzten Gutachten für die Einspeisetarife angeführt.

Abbildung 1: Entwicklung des Marktpreises



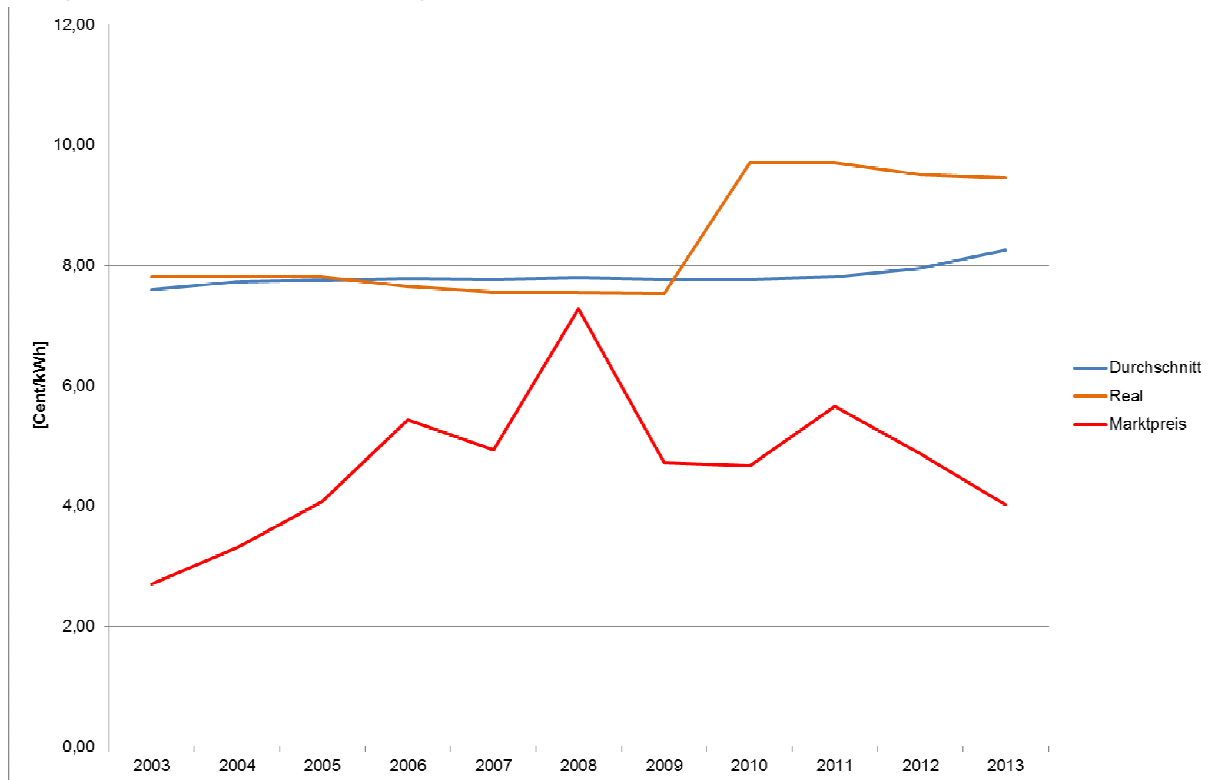
4 Windkraft

Betrachtet man die Entwicklungen im Bereich der Windkraft im Jahr 2012 sowie im 1. Halbjahr 2013, so kann man hier von einem äußerst deutlichen Leistungszuwachs sprechen. Von 2011 auf 2012 nahm die OeMAG zusätzlich 251 MW Leistung unter Vertrag und im 1. Halbjahr 2013 kamen nochmals 53,7 MW hinzu. Das Kontingent für 2013 ist insofern zur Gänze ausgeschöpft, als dass mit 170.747 EUR zusätzlichem Unterstützungsvolumen keine weitere Anlage finanziert werden kann – zusätzlich sei darauf hingewiesen, dass das Volumen bereits im ersten Halbjahr ausgeschöpft war. Im Jahr 2012 wurde auch das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen ausgeschöpft und die zusätzlichen 80 Mio. EUR für den Wartelistenabbau wurden ebenfalls zur Gänze in Anspruch genommen. In beiden Jahren wurde auch ein beträchtlicher Teil der Mittel aus dem Resttopf von Windkraftanlagen ausgeschöpft.

4.1 Entwicklung der Einspeisetarife für Windkraft

Die Windkraft hat sich in den letzten Jahren als boomende Technologie im Bereich des Ökostroms entwickelt. Ausschlaggebend dafür war nicht zuletzt der ökonomische Anreiz mittels Einspeisetarife, die zu einem massiven Ausbau geführt haben. Der Einspeisetarif für Wind ist in der Vergangenheit tendenziell gestiegen und das kontrahierbare Volumen ist zumeist ausgeschöpft worden. In Abbildung 2 ist die Entwicklung des durchschnittlich ausbezahlten Einspeisetarifs, des jeweils laut Verordnung gültigen Einspeisetarifs und jene des Marktpreises dargestellt.

Abbildung 2: Entwicklung des durchschnittliche ausbezahlt und des gültigen Einspeisetarifs sowie des Marktpreises



4.2 Grundlagen der Kostenstruktur von Windkraftanlagen für die Ökostromverordnung 2012

Das aktuelle Gutachten der E-Control basiert auf einem Update der Inputparameter aus den letztjährigen Expertisen. Tabelle 1 stellt die Investitionskosten für Windkraftanlagen dar. Für die Abschätzung der Investitionskosten wurden verschiedene (aktuelle) Quellen herangezogen.

Tabelle 1: Windkraft – Investitionskosten in Euro pro kW

Quelle	Expertise 2009	Expertise 2012
ECG Evaluierung 2007 / Gutachten mit Energieagentur 2006	1.050	
IEA	1.123	
Energie Agentur 2007	1.325 - 1.368	1.165 - 1.500
EcoFys Employ RES	1.115 - 1.295	1.125 - 1.525

In der 2012er Expertise wurden ergänzend zu den Angaben aus der 2009er Expertise Quellen der Austrian Energy Agency und von EcoFys Employ RES gelistet welche im Quellenverzeichnis wie folgt angeführt wurden:

- Energieagentur, 3. Dezember 2009: Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung auf Basis der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008, 3. aktualisierte Auflage.
- ECOFYS, 2. Jänner 2011 : Financing Renewable Energy in the European Energy Market

4.3 Wind Ausführungen 2013

Im Detail wurde den Berechnungen im vorliegenden Gutachten ein Betrag in Höhe von 1.400 Euro/kW für eine 3 MW Anlage zugrunde gelegt sowie Netzanschlusskosten von 135 €/kW.

Bei den Betriebskosten wird von 2,1 Cent/kWh ausgegangen.

Als weiterer Indikator wurde der Abbau der Warteliste von Windkraftanlagen zu reduzierten Einspeisetarifen laut Ökostromgesetz 2012 herangezogen. Für den Abbau der Warteliste wurden 80 Mio. EUR. zur Verfügung gestellt. Anlagen die für eine Kontrahierung im Kalenderjahr 2014 oder später gereiht sind konnten einen Antrag auf sofortige Kontrahierung stellen, wobei der reduzierte Einspeisetarif in diesem Fall bei 9,5 Cent/kWh lag.

Aufgrund der vorliegenden Informationen wird davon ausgegangen, dass sich weder die spezifischen Gesamtinvestitionskosten noch die Betriebskosten im vergangenen Jahr wesentlich geändert haben. Bei den Volllaststunden gibt es Anzeichen, dass diese zuletzt leicht angestiegen sind (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Volllaststunden Windkraft 2007 - 2012

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Bestes Drittel (leistungsbezogen)	2.383	2.436	2.330	2.445	2.229	2.490
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)	2.039	2.024	1.936	2.054	1.795	1.926
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)	1.694	1.604	1.532	1.580	1.111	870
Alle Anlagen	2.039	2.021	1.932	2.026	1.712	1.762

[Quelle: E-Control 2013 | Stromnachweisdatenbank]

In einem von der IG Windkraft zur Verfügung gestellten Positionspapier wird von deutlich höheren spezifischen Investitionskosten und einer Einschränkung hinsichtlich der

verfügbaren Standorte für Neuanlagen ausgegangen. Diese Punkte sollten in den folgenden Gutachten erneut in Betracht gezogen werden. So lange aber die Fördertöpfe mit den beschlossenen Tarifen innerhalb kürzester Zeit ausgeschöpft werden, scheinen noch genügend neue Windstandorte mit entsprechendem Volllaststundenpotential vorhanden zu sein.

4.4 Errechnete Werte für 2014 und Abschläge 2015

Basierend auf der unter Punkt 3 beschriebene Methodik, spezifischen Gesamtinvestitionskosten (Netzanschlusskosten inkludiert) von 1.535 Euro/kW und Betriebskosten von 2,1 Cent/kWh errechnet sich bei einer Bandbreite der Volllaststunden von 2.300 bis 2.500 Stunden ein Tarif zwischen 9,04 bis 9,64 Cent/kWh. Als Tarif könnte daher von 9,34 Cent/kWh für das Jahr 2014 ausgegangen werden.

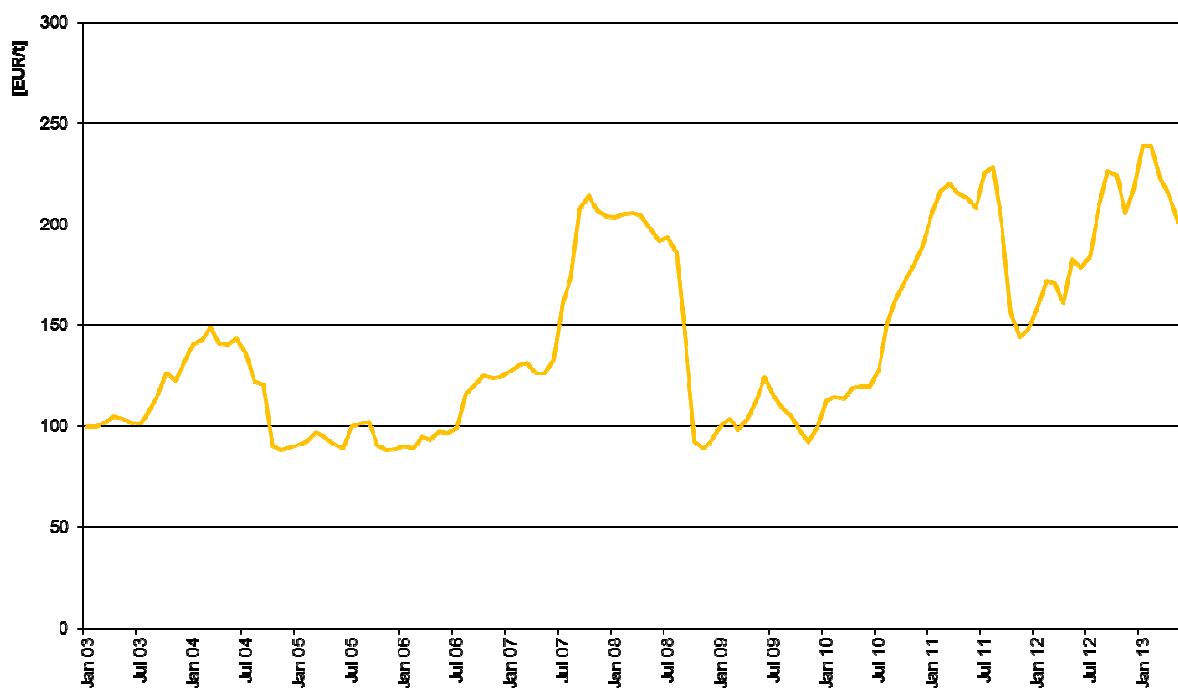
Für das Jahr 2015 würde sich wiederum ein Tarif von 9,25 Cent/kWh errechnen.

Aufgrund der Datengrundlage und den abgeleiteten Berechnungen empfiehlt der Gutachter keinen neuen Tarif für die Windkraft festzulegen und die momentan gültigen entsprechend des Abschlages gemäß § 19 (2) ÖSG fortzuschreiben. Dies würde einen Wert von 9,36 Cent/kWh für das Jahr 2014 und 9,26 Cent/kWh für das Jahr 2015 ergeben.

5 Biogas

Betrachtet man die Entwicklung im Bereich Biogas in den Jahren 2012 und im 1 HJ 2013 so kam es im Jahr 2012 zu einem Anstieg der kontrahierten Leistung um 0,4 MW. Im 1 HJ 2013 gab es keinen Zuwachs beim Zubau. Betrachtet man jedoch das zusätzliche Unterstützungsvolumen für das 1 HJ 2013, so wurde dieses zur Gänze ausgeschöpft. Anzumerken ist hierbei jedoch, dass dieses auch für feste und flüssige Biomasse vorgesehen ist. Der Großteil der Mittel wurde jedoch an Biogasanlagen vergeben wodurch in Summe ungefähr 6 MW hinzukommen werden.

Abbildung 3: Entwicklung des Erzeugerpreises von Körnermais



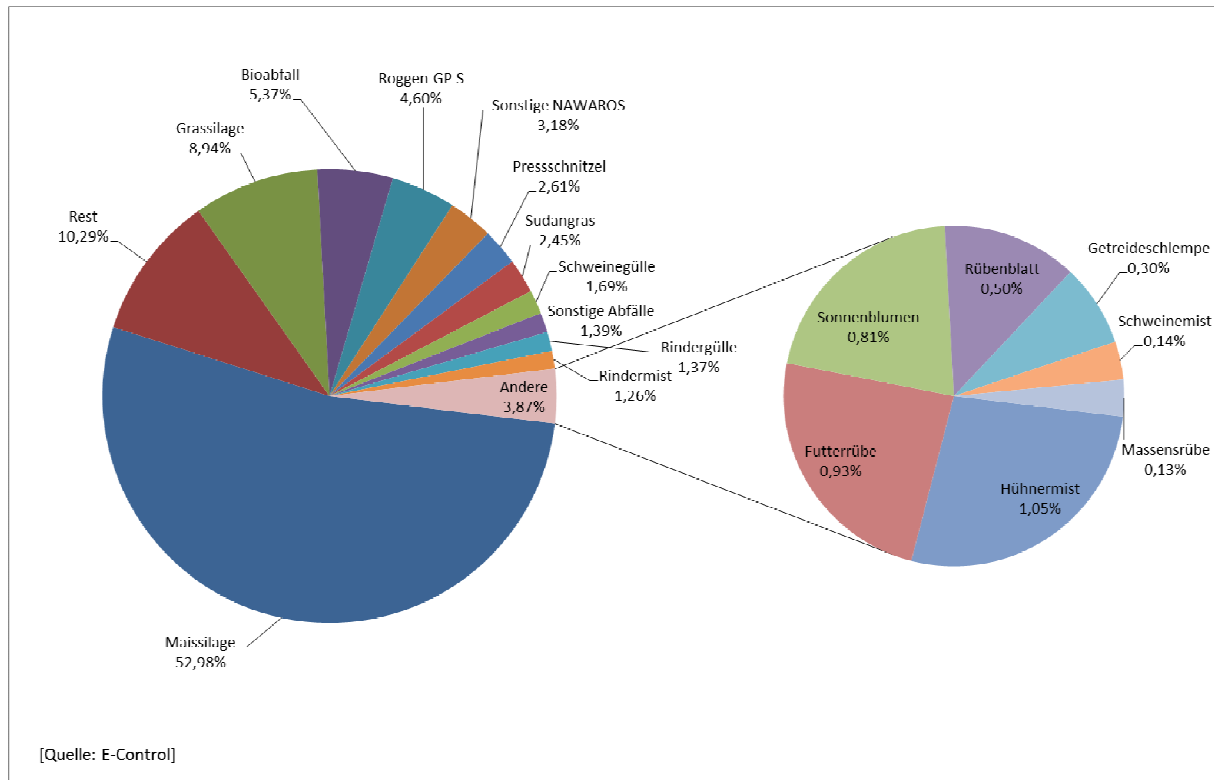
[Quelle: Statistik Austria]

5.1 Biogas Ausführungen 2013

Um sich einen aktuellen Überblick über die Entwicklung der Rohstoffkosten verschaffen zu können wurden Rohstoffbilanzen von Biogasanlagen ausgewertet. Daraus geht hervor, dass Maissilage den größten Anteil an der Rohstoffzusammensetzung hat. Verglichen mit

früheren Auswertungen hat sich der Anteil von Maissilage (57 % im Jahr 2007¹) und von Roggen-GPS (6,0 % im Jahr 2007) verringert und jener von Grassilage erhöht (8,4 % im Jahr 2007).

Abbildung 4: Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2011



Da für Maissilage kein Verlauf der Preisentwicklung bekannt ist, wurde Körnermais (siehe Abbildung 3) als Vergleichswert genutzt. Der Preis für Körnermais ist im letzten Jahr tendenziell gestiegen – zuletzt aber wieder zurückgegangen (zumindest soweit die Datengrundlage reicht). Es ist anzunehmen, dass auch die Rohstoffkosten bei Biogasanlagen in etwa dem Trend von Körnermais entsprechen.

Hinsichtlich Biogasanlagen gilt zu beachten, dass Rohstoffkosten für die Einspeisetarife nur insofern berücksichtigt werden dürfen, als dass die Kosten dafür die Strommarkterlöse nicht übersteigen. Beispielhaft sei hier eine Berechnung für eine 1 MW Anlage angeführt. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 40% und 8.000 Volllaststunden braucht diese Anlage 20.000 MWh an Brennstoff. Daraus ergeben sich bei Brennstoffkosten von 34 EUR/MWh Kosten von 680.000 EUR. Diese Anlage kann mit den eingesetzten 680.000 EUR 8.000

¹ Die vorherigen Gutachten basieren auf einer Auswertung der Rohstoffbilanzen aus dem Kalenderjahr 2007

MWh Strom erzeugen. Daraus ergeben sich Brennstoffkosten von 8,50 Cent/kWh pro kWh Strom. Nachdem der Brennstoff aber auch teilweise zur Erzeugung von Wärme genutzt wird, auch wenn diese grundsätzlich als Abfallprodukt ohnehin entsteht, wurden diese Kosten aliquot um entsprechende Wärmeerlöse gekürzt. In diesem Fall würden sich dadurch Brennstoffkosten von 7,65 Cent/kWh pro erzeugte kWh Strom ergeben. Der aktuelle Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz beläuft sich auf 3,881 Cent/kWh. Um der Kostenbegrenzung laut § 20 (4) 4 Rechnung zu tragen, wurden die Brennstoffkosten in diesem Gutachten mit 19,5 Cent/kWh begrenzt.

Von Seiten der ARGE Kompost & Biogas Österreich wurde bezüglich der Kosten festgestellt, dass sich diese grundsätzlich mit jenen Daten die im Zuge des letzten Gutachtens zur Verfügung gestellt wurden decken aber eine Anpassung bezüglich Baukostenindex oder dergleichen durchgeführt werden sollte. Die spezifischen Investitionskosten beliefen sich auf 4.800 Euro pro kW_{el} für Großanlagen von 1.200 kW_{el} und bis zu 8.500 Euro pro kW_{el} bei Kleinanlagen mit 100 kW_{el}. Für eine 250 kW_{el} Anlage wurden 6.200 Euro pro kW elektrische Leistung angegeben.

Eine 250 kW_{el} Anlage hat somit genau dieselben spezifischen Investitionskosten wie im Jahr 2009.

Aus den Modellrechnungen der ARGE Kompost & Biogas Österreich ging hervor, dass sich die sonstigen Betriebskosten zwischen 5,31 Cent/ kWh_{el} und 8,85 Cent/kWh_{el} bewegen, wobei für eine 250 kW_{el} Anlage mit 7,09 Cent/kWh_{el} zu rechnen war.

Die ARGE Kompost & Biogas Österreich hatte in ihren Berechnungen Brennstoffkosten von 3,4 Cent/kWh angesetzt. Dieser Wert stand und steht jedenfalls in Diskrepanz zur Kostenbegrenzung laut § 20 (4) 4.

Daraus ergaben sich im Berechnungsmodell der ARGE Kompost & Biogas Österreich, welches vom Modell der E-Control inhaltlich, aber nicht systematisch, abweicht Einspeisetarife von 18,4 Cent/kWh bis 26,1 Cent/kWh.

Die im Gutachten für das Jahr 2010 vorgeschlagenen Tarife waren wie folgt:

bis 1 MW _{el}	12,0 Cent/kWh
über 1 MW _{el}	10,5 Cent/kWh

Wobei folgende Anmerkung hinzugefügt wurde:

„Für kleine Biogasanlagen mit einer Größe bis zu 100 kW_{el} / 250 kW_{el} werden auch höhere Investitionskosten und geringere elektrische Wirkungsgrade berichtet. Diese Anlagen haben oft auch unterdurchschnittliche Volllaststunden, weshalb sie insgesamt als nicht kosteneffiziente Anlagen gemäß § 11 Ökostromgesetz bezeichnet werden können. Es wird daher keine eigene, höhere Einspeisetariffestlegung für Kleinanlagen empfohlen.“

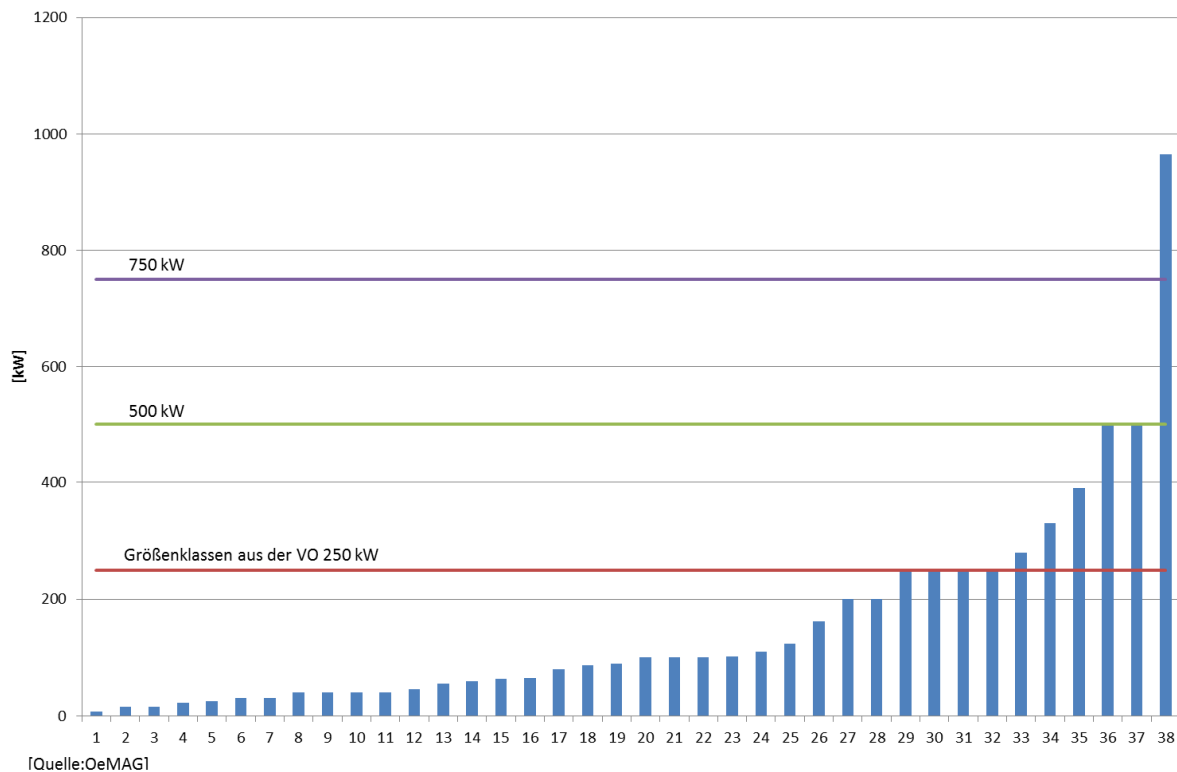
In der Ökostrom-Einspeisetarifeverordnung 2012 wurden die folgenden Tarife verordnet:

bis 250 kW _{el}	19,5 Cent/kWh
250 bis 500 kW _{el}	16,93 Cent/kWh
500 bis 750 kW _{el}	13,34 Cent/kWh
über 750 kW _{el}	12,93 Cent/kWh

5.2 Errechnete Werte für 2014 und Abschläge 2015

In Abbildung 5 ist eine Auswertung zu den von der OeMAG neu kontrahierten Anlagen für das Jahr 2013 zu sehen. Dabei sind die Größenklassen welche bei der Tariffestsetzung herangezogen wurden deutlich erkennbar. Die größte Anzahl an Anlagen wurde im Bereich kleiner 250 kW hinzugefügt. Dies deutet darauf hin, dass der Tarif in diesem Bereich einen entsprechenden Anreiz geliefert hat. Die Größenklassen 500 bis 750 kW bzw. größer 750 kW wurden im Zuge der Verhandlungen zur ÖSET-VO 2012 zusätzlich eingefügt. Diese Größenklasse wurde im letzten Gutachten von Seiten der E-Control nicht betrachtet. Anlagen größer 500 kW wurden dabei als größte Klasse herangezogen.

Abbildung 5: Auswertung zu den neu kontrahierten Anlagen für 2013



In diesem Gutachten wurden die zugrundeliegenden Parameter auf einen neueren Stand gebracht. Es wurden die spezifischen Investitionskosten als auch die variablen Kosten teilweise angepasst. Die Kosten für Rohstoffe wurden, wie im Gesetz vorgesehen, mit dem veröffentlichten Marktpreis begrenzt.

Betrachtet man die in der Folge vorgeschlagenen Tarife so ist anzumerken, dass die per Verordnung beschlossenen Tarife teils deutlich über den berechneten und vorgeschlagenen Tarifen lagen. Aufgrund der geringfügigen Änderungen und Anpassungen liegen die hier vorgeschlagenen Tarife unter den laut Verordnung gültigen.

Die Berechnungen für 2014 ergaben die folgende Struktur:

bis 250 kW _{el}	19,00 Cent/kWh
250 bis 500 kW _{el}	16,50 Cent/kWh
500 bis 750 kW _{el}	13,34 Cent/kWh
über 750 kW _{el}	11,82 Cent/kWh

Entsprechend den höheren variablen Kosten ergeben sich folgende Nachfolgetarife:

bis 250 kW _{el}	12,50 Cent/kWh
über 250 kW _{el}	11,00 Cent/kWh

Bei den Investitions- und Betriebskosten ist für das Jahr 2015 mit keinen größeren Änderungen zu rechnen. Fraglich ist jedoch die Entwicklung der Rohstoffkosten in Kombination mit dem Marktpreis.

Für die Tarife des Jahre 2015 wurde die nachfolgende Struktur errechnet.

bis 250 kW _{el}	18,95 Cent/kWh
250 bis 500 kW _{el}	16,45 Cent/kWh
500 bis 750 kW _{el}	13,29 Cent/kWh
über 750 kW _{el}	11,77 Cent/kWh

Nachfolgetarife:

bis 250 kW _{el}	12,45 Cent/kWh
über 250 kW _{el}	10,95 Cent/kWh

Der Gutachter empfiehlt (wiederum aufgrund der Datengrundlage und der Differenz zwischen den gültigen Tarifen und jenen des letzten Gutachtens) keine neuen Tarife für Biogas festzulegen und die momentan gültigen entsprechend des Abschlages im Sinne von § 19 (2) ÖSG fortzuschreiben.

6 Feste Biomasse

Bei der festen Biomasse kam es von 2011 auf 2012 zu einer Reduktion um 5 MW. Im 1 HJ 2013 kamen wiederum 3,2 MW hinzu. Für Biomasse fest kleiner 500 kW sieht das Ökostromgesetz ein eigenes Kontingent von 3 Mio. EUR vor. Inkludiert man den Überhang von beinahe 1,8 Mio. EUR aus dem Jahr 2012 so wurden in diesem Bereich bis dato erst 7 % der verfügbaren Mittel ausgeschöpft.

6.1 Grundlagen der Kostenstruktur für Stromerzeugungsanlagen aus fester Biomasse für die Ökostromverordnung 2012

Wie bei den Technologien zuvor, wurde die vorhandene Datenbasis bezüglich fester Biomasse soweit wie möglich aktualisiert und es wurde gleichzeitig auf früheren Gutachten und Expertisen zurückgegriffen.

Die Höhe der Investitionskosten war in der Expertise der E-Control vom 11. September 2009 für Stromerzeugungsanlagen aus fester Biomasse in den unterschiedlichen Quellen in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung der Anlage wie folgt angegeben worden – siehe Tabelle 3.

Tabelle 3: Feste Biomasse – Investitionskosten in Euro pro kWel – Grundlagen der Expertise der E-Control vom 11. September 2009

	1 MW	3,75 MW	6,8 MW	14 MW
E-Control und Energieagentur, 2006	4.000	3.300	2.700	2.350
IEA 2009	2.686	2.600	2.400	2.200
Ecofys EmployRES	4.230	2.600		

In der folgenden Tabelle 4 ist der in der Expertise angenommene Stromerzeugungswirkungsgrad bei Stromerzeugungsanlagen aus fester Biomasse angegeben.

Tabelle 4: Feste Biomasse –Stromerzeugungs-Wirkungsgrad - Grundlagen der Expertise der E-Control vom 11. September 2009

	1 MW	3,75 MW	6,8 MW	14 MW
E-Control und Energieagentur, 2006	13%	15%	17%	20%
Ecofys EmployRES	22%	27%		

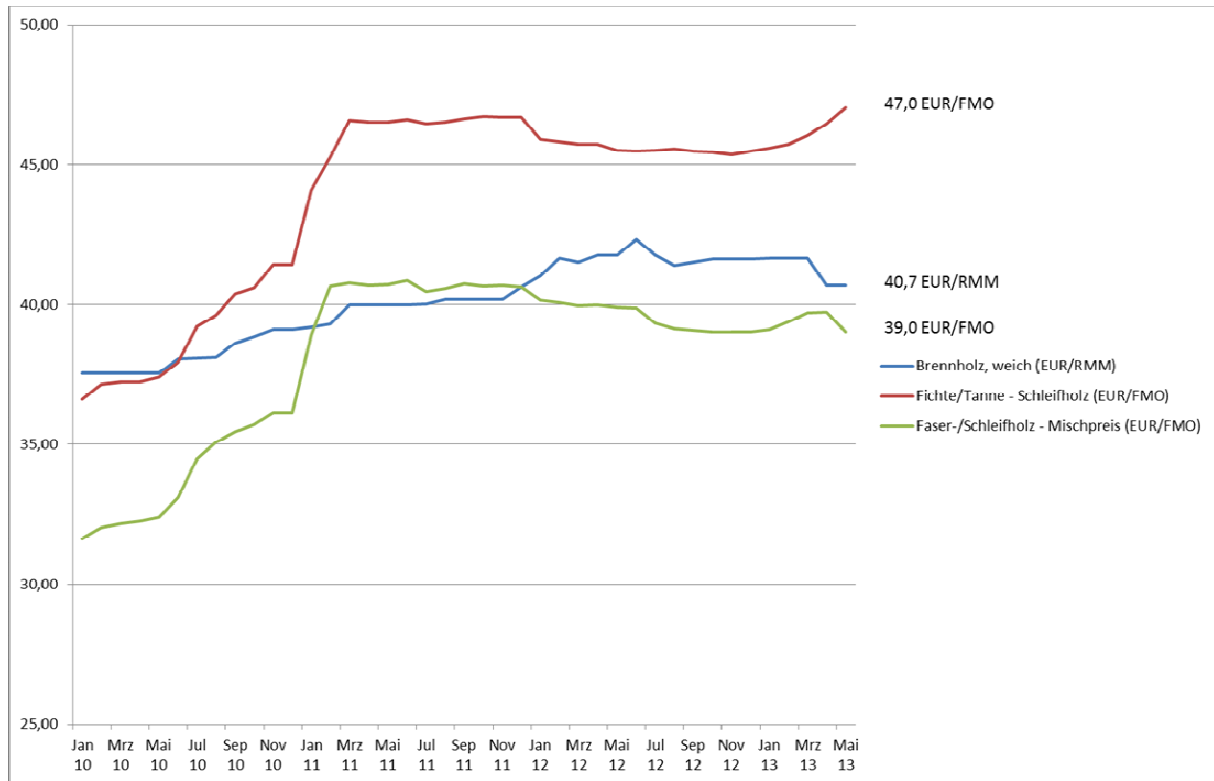
Für die Tarifempfehlungen der Energieagentur vom 3. Dezember 2009 wurden ähnliche Kostenansätze verwendet: Die Investitionskosten wurden darin mit 2.400 Euro/kW_{el} (für eine 10 MW_{el} Anlage) und 4.800 Euro/kW_{el} (für eine 1 MW_{el} Anlage) sowie für eine Kleinanlage mit 5.500 Euro/kW_{el} (für eine 500 kW_{el} Anlage) angesetzt.

Auf Basis dieser dargestellten Kostenstruktur wurde nach Verhandlungen der Einvernehmensressorts der Einspeisetarif für Stromerzeugungsanlagen aus fester Biomasse in der Ökostromverordnung 2010 mit 10,0 Cent/kWh bis 14,98 Cent/kWh und für Abfall mit hohem biogenen Anteil mit entsprechenden Abschlägen festgelegt. Als Einspeisetarife nach Ablauf der Kontrahierungspflicht wurden bei ausschließlicher Verwendung des Energieträgers feste Biomasse 7,0 Cent/kWh bis 8,5 Cent/kWh festgelegt.

6.2 Biomasse fest Ausführungen 2013

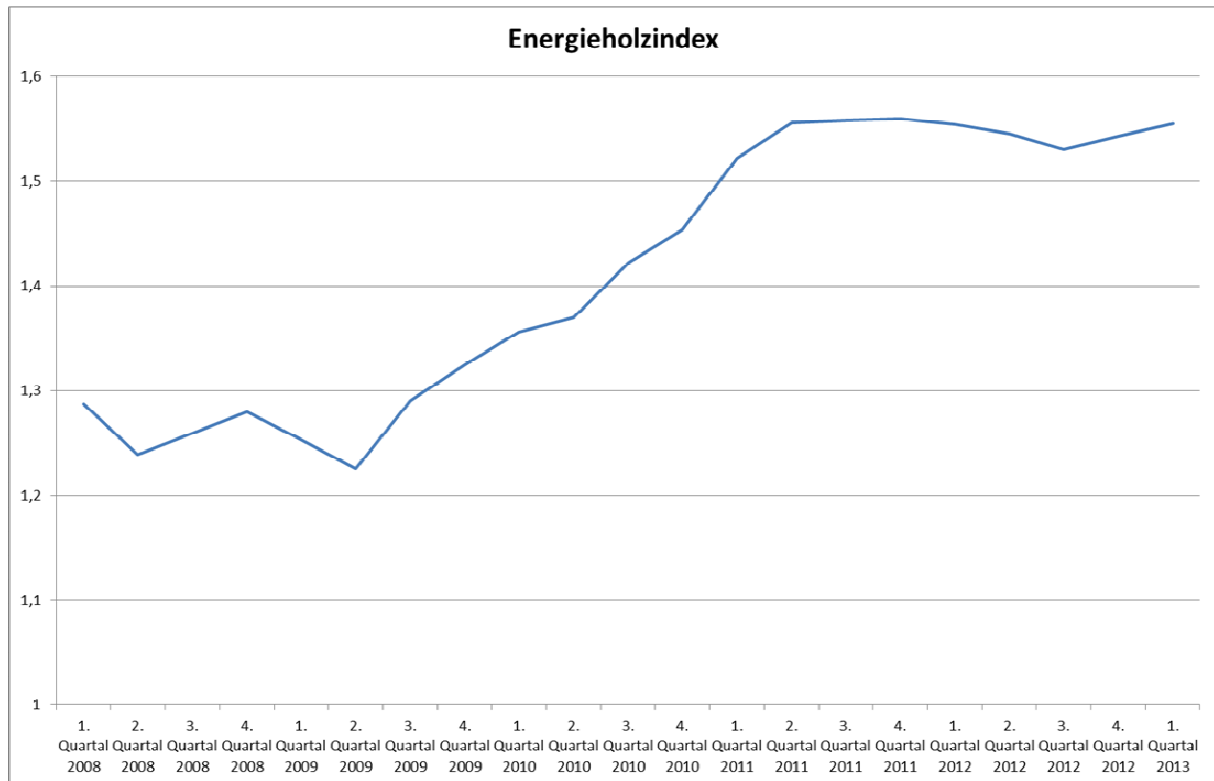
Um die Entwicklung der Rohstoffpreise für Biomasse Anlagen mitverfolgen zu können, wurden Daten der Statistik Austria herangezogen. Im speziellen handelt es sich dabei um Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser- Schleifholz (Mischpreis). In Abbildung 6 ist deren Verlauf über die letzten Jahre dargestellt.

Abbildung 6: Preisentwicklung von Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser-Scheitholz (Mischpreis)



Seit Anfang 2011 waren die Preise auf einem relativ stabilen Niveau. Dies ist auch aus Abbildung 7 ersichtlich.

Abbildung 7: Energieholzindex (Bezugsjahr 1979)



Hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten wurden der E-Control Austria von Seiten Österreichs Energie Daten dieses Mal keine aktuellen Daten zur Verfügung gestellt.

6.3 Errechnete Werte 2014 und Abschläge 2015

Für Biomasse fest wurden grundsätzlich die folgenden Tarife für das Jahr 2014 errechnet:

Hocheffizient bis 500 kW	20,43 Cent/kWh
Bis 500 kW	18,42 Cent/kWh
500 kW bis 1 MW	16,02 Cent/kWh
1 bis 1,5 MW	15,47 Cent/kWh
1,5 bis 2 MW	14,92 Cent/kWh
2 bis 5 MW	14,41 Cent/kWh
5 bis 10 MW	13,11 Cent/kWh
Über 10 MW	11,34 Cent/kWh

Entsprechend ergeben sich folgende Nachfolgetarife:

Bis 2 MW	13,00 Cent/kWh
2 bis 10 MW	11,00 Cent/kWh
Über 10 MW	10,65 Cent/kWh

Bezüglich der Abschläge für Abfälle mit hohem biogenem Anteil wurden davon ausgegangen, dass sich diese ähnlich den Kosten in Abbildung 6 entwickelt haben. Ein Abschlag von 25 % auf Abfall mit hohem biogenem Anteil aus Tabelle 2 scheint weiterhin gerechtfertigt zu sein.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten für die Rohstoffe aus Tabelle 1 in einem ähnlichen Ausmaß entwickelt haben, wie jene aus Tabelle 2 bzw. die in den Einspeisetarifberechnungen angesetzt. Es ist zu erwarten, dass auch hier ein Abschlag von 40 % auf die vorgeschlagenen Tarife weiterhin gerechtfertigt ist.

Betrachtet man die Entwicklungen im Bereich der festen Biomasse so ist davon auszugehen, dass § 20 (4) 4 bis 2015 nicht wirksam wird. Es also zu keinem Zubau von mehr als 100 MW kommen wird. Um zu verdeutlichen, welche Auswirkungen das Überschreiten der 100 MW Grenze hätte wurden für 2014 dennoch Tarife errechnet.

Bis 500 kW	14,92 Cent/kWh
500 kW bis 1 MW	12,50 Cent/kWh
1 bis 1,5 MW	11,97 Cent/kWh
1,5 bis 2 MW	11,43 Cent/kWh
2 bis 5 MW	11,03 Cent/kWh
5 bis 10 MW	9,80 Cent/kWh
Über 10 MW	8,56 Cent/kWh

Die entsprechenden Nachfolgetarife:

Bis 2 MW	7,36 Cent/kWh
2 bis 10 MW	6,30 Cent/kWh
Über 10 MW	5,70 Cent/kWh

Aufgrund der Entwicklung der installierten Leistung in den vergangenen Jahren ist nicht zu erwarten, dass bis Ende des Jahres 2013 verglichen mit dem Jahr 2009 zusätzlich 100 MW im Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen werden.

Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Investitionen- bzw. Betriebskosten im Jahr 2015 merklich ändern.

Hocheffizient bis 500 kW	20,33 Cent/kWh
Bis 500 kW	18,33 Cent/kWh
500 kW bis 1 MW	15,94 Cent/kWh
1 bis 1,5 MW	15,39 Cent/kWh
1,5 bis 2 MW	14,84 Cent/kWh
2 bis 5 MW	14,34 Cent/kWh
5 bis 10 MW	13,04 Cent/kWh
Über 10 MW	11,28 Cent/kWh

Entsprechend errechnen sich folgende Nachfolgetarife:

Bis 2 MW	12,94 Cent/kWh
2 bis 10 MW	10,95 Cent/kWh
Über 10 MW	10,60 Cent/kWh

Auch im Bereich der festen Biomasse empfiehlt der Gutachter (aufgrund der Datengrundlage und der Differenz zwischen den gültigen Tarifen und jenen des letzten Gutachtens) keine neuen Tarife festzulegen und die momentan gültigen entsprechend des Abschlages § 19 (2) ÖSG fortzuschreiben.

7 Photovoltaik

Von 2011 auf 2012 kam es im Bereich der Photovoltaik zu mehr als einer Verdreifachung der kontrahierten Leistung auf 172,1 MW. Im 1 HJ 2013 stieg dieser Wert sogar auf 224,8 MW an. Betrachtet man das zusätzliche Unterstützungsvolumen so war dies beinahe gleichzeitig mit Zurverfügungstellung am 1.1.2013 ausgeschöpft. Jene Mittel die zum Abbau der Warteliste bereitgestellt wurden, wurden ebenfalls zur Gänze ausgeschöpft. Der starke Preisverfall bei den Modulen spiegelt die Ausschöpfung der Mittel wider und impliziert den Bedarf einer weiteren Kürzung der Fördertarife.

7.1 Grundlagen der Kostenstruktur von Photovoltaikanlagen für die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

Das ÖSG 2012 sieht laut § 20 (3) 3 vor dass:

„3. in der Verordnung ist ein einheitlicher Tarif für alle Größenklassen von Photovoltaikanlagen vorzusehen, wobei eine kombinierte Förderung mittels Investitionszuschüssen und Einspeisetarifen vorgesehen werden kann und jedenfalls dem Umstand Rechnung zu tragen ist, ob das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen des vorangegangenen Jahres ausgeschöpft wurde;“

Daraus ergibt sich, dass für PV-Anlagen keine Unterteilung in Größenklassen mehr vorzusehen ist. Das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen wurden in den vergangenen Jahren stets ausgeschöpft und darüber hinaus wurden mit dem ÖSG 2012 zusätzliche Mittel von 28 Mio. EUR zur Verfügung gestellt, um die entstandene Warteliste abzubauen.

Für das 2. Halbjahr 2012 wurde die Datenbasis auf aktuellen Stand gebracht und neue Tarife berechnet. Die Angebote bei Anlagen größer 5 kWp lagen zwischen 1.277 EUR/kWp und 2.749 EUR/kWp (siehe Tabelle 5). Die Kosten fielen teilweise also um 400 bis 600 EUR/kWp.

Aus den erhobenen Anlagen ergaben sich durchschnittliche spezifische Investitionskosten von 1.798 €/kWp. Zieht man den Median heran so belief sich dieser auf 1.663 €/kWp.

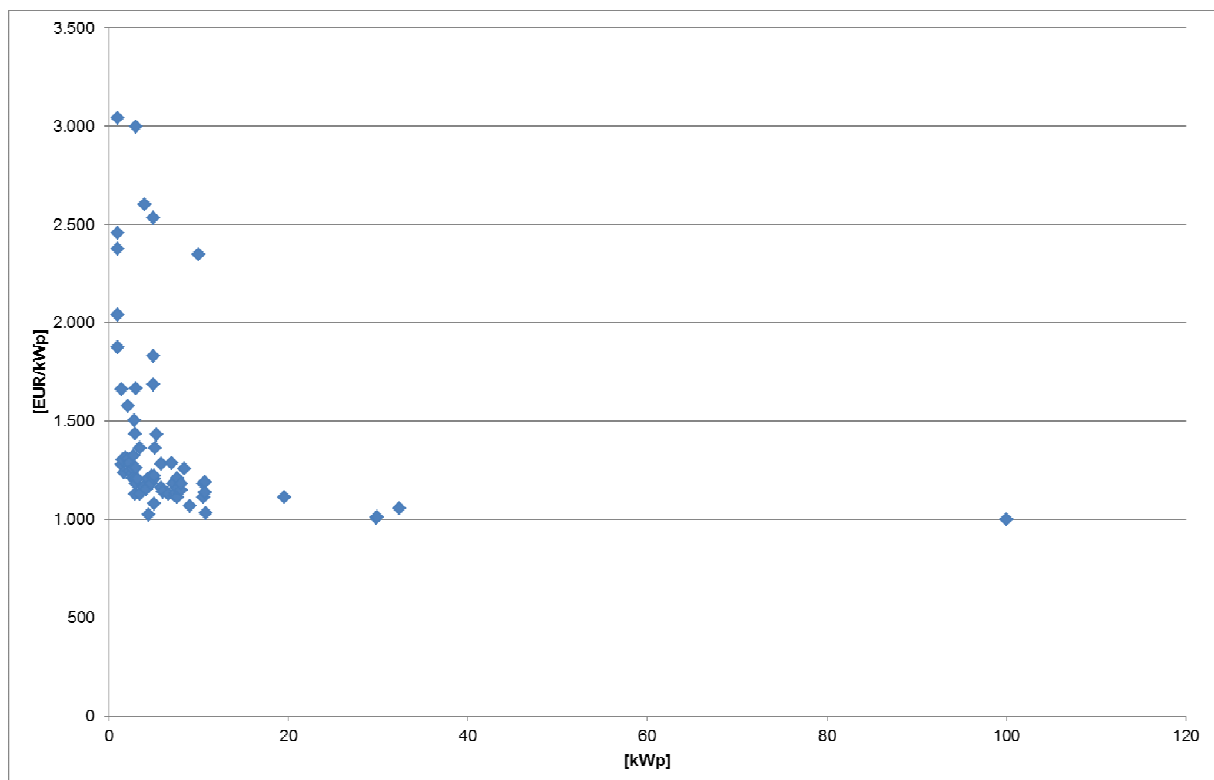
Tabelle 5: Photovoltaik – Investitionskosten in Euro pro kWp Angebote Stand April 2012

kW _p	Investitionskosten in Euro (netto) inkl. Wechselrichter und Installation	Investitionskosten in Euro (netto) pro kW
5,04	8.108	1.609
5,16	8.293	1.607
5,25	14.430	2.749
5,28	8.478	1.606
5,40	8.662	1.604
5,64	9.880	1.752
5,70	10.825	1.899
5,76	8.572	1.488
5,85	9.242	1.580
6,00	12.285	2.048
7,05	12.454	1.767
7,20	19.663	2.731
7,22	10.840	1.501
7,68	12.193	1.588
10,00	25.416	2.542
10,08	15.953	1.583
10,14	16.867	1.663
10,56	16.037	1.519
10,71	16.467	1.538
10,75	15.756	1.466
10,78	13.966	1.296
10,78	16.031	1.487
12,22	23.010	1.883
13,00	33.209	2.555
17,39	31.850	1.832
19,60	26.065	1.330
29,89	56.550	1.892
29,89	38.156	1.277
29,97	39.341	1.313
30,00	54.600	1.820
31,35	42.874	1.368

7.2 PV Ausführungen 2013

In Abbildung 8 sind die Investitionskosten einiger PV-Anlagen dargestellt. Diese belaufen sich auf 1.000 bis 3.041 EUR/kWp wobei der Mittelwert bei 1.412 EUR/kWp liegt. Es kam also neuerlich zu einem deutlichen Preisverfall.

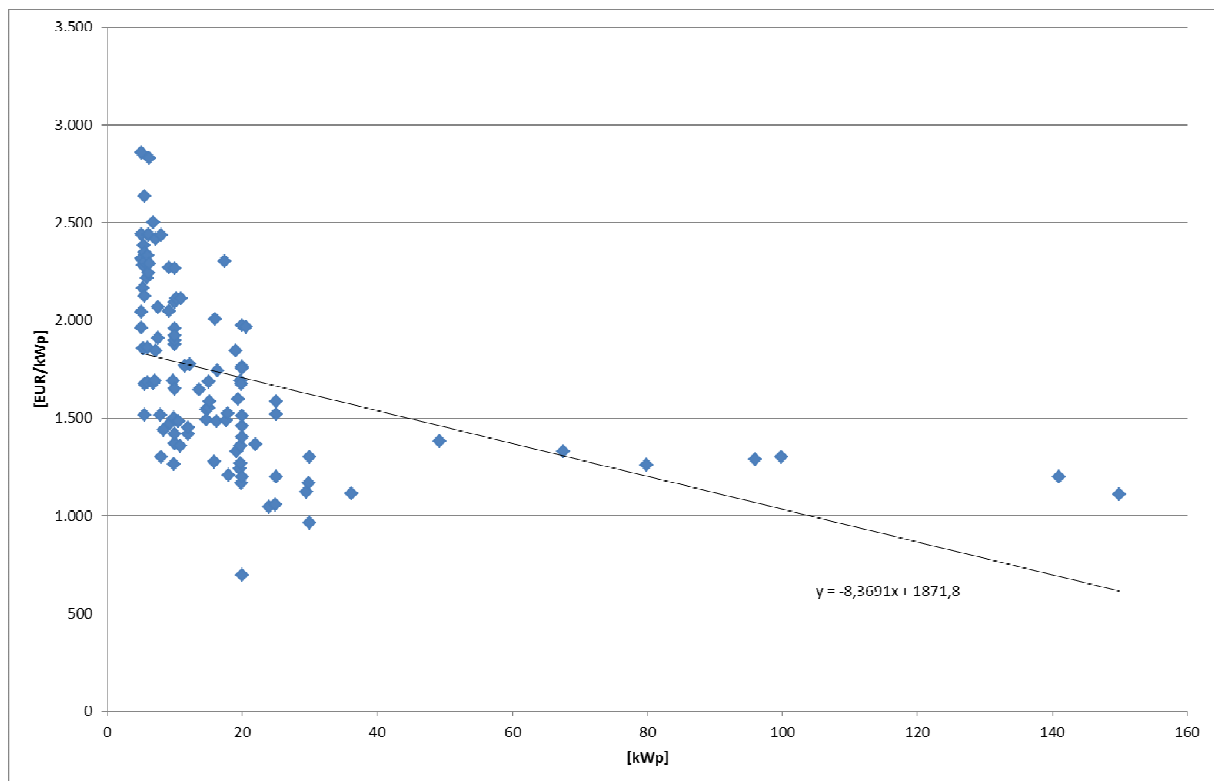
Abbildung 8: Investitionskosten in EUR/kWp - Stand September 2013



In Abbildung 9 ist wiederum eine Auswertung jener Anlagen zu sehen, die mittlerweile bei der OeMAG unter Vertrag stehen. Dabei belaufen sich die angegebenen Investitionskosten auf 696 bis 2.860 EUR/kWp und der Mittelwert liegt bei 1.717 EUR/kWp.

In beiden Fällen ist zu erkennen, dass die spezifischen Investitionskosten von der Anlagegröße abhängig sind, wobei es vor allem im Bereich bis 20 kWp deutliche Preisunterschiede gibt.

Abbildung 9: Auswertung der OeMAG Anträge



7.3 Errechnete Tarife für 2014 und Abschläge 2015

Für Photovoltaikanlagen wird eine deutliche Reduktion der Einspeisetarife empfohlen, da die Investitionskosten drastisch gesunken sind und die Tarife für das Jahr 2013 offensichtlich zu hoch waren. Für die Berechnungen im Gutachten hat man sich bezüglich der Investitionskosten an die effizientesten Anlagen orientiert und rund 1.000 Euro/kWp als Grundlage herangezogen. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass §20 (3) ÖSG vorsieht, dass die Tarife für Anlagen bis 20 kWp lediglich auch nur einen Teil der durchschnittlichen Produktionskosten abdecken können. Dies wurde in den folgenden Berechnungen berücksichtigt. Hierbei gilt jedoch anzumerken, dass diese Anlagen aufgrund der Option des prozentuell höheren Eigenverbrauchs einen Vorteil gegenüber größeren Anlagen besitzen.

Für das Jahr 2014 werden folgende Tarifvarianten für PV-Anlagen empfohlen.

	gebäudeintegriert [Cent/kWh]	Freifläche [Cent/kWh]
5 - 50 kW	13,30	11,97
5 - 100 kW	10,86	9,78
5 - 200 kW	9,65	8,69

Für gebäudeintegrierte Anlagen wurde ein Investitionszuschuss von 30% der Anfangsinvestitionskosten oder maximal 200 Euro/kWp angenommen.

Für das Jahr 2015 wird bezüglich der Investitionskosten mit einer Reduktion von rund 15% gerechnet. Daraus ergeben sich die folgenden Tarife:

	gebäudeintegriert [Cent/kWh]	Freifläche [Cent/kWh]
5 - 50 kW	11,36	10,22
5 - 100 kW	9,27	8,34
5 - 200 kW	8,24	7,41

Bei gebäudeintegrierte Anlagen wurde wiederum von einem Investitionszuschuss von 30% der Anfangsinvestitionskosten oder maximal 200 Euro/kWp ausgegangen.

Im Gegensatz zu den vorher angeführten Technologien kann bei der PV nicht empfohlen werden dem vorgeschlagenen Abschlage im ÖSG § 19 (2) zu folgen. Es wird dringend empfohlen die Tarife stärker als vorgesehen zu senken.

8 Kleinwasserkraft

Kleinwasserkraft Anlagen sind laut Ökostromgesetz als Anlagen mit einer Engpassleistung von einschließlich 10 MW definiert. Diese wurden in den vergangenen Jahren allein mittels Investitionszuschüssen gefördert. Das ÖSG sieht nun neben der Möglichkeit von Investitionszuschüssen bis zu einer Engpassleistung von 2 MW auch Einspeisetarife vor.

Die Höhe der Investitionszuschüsse sieht wie folgt aus:

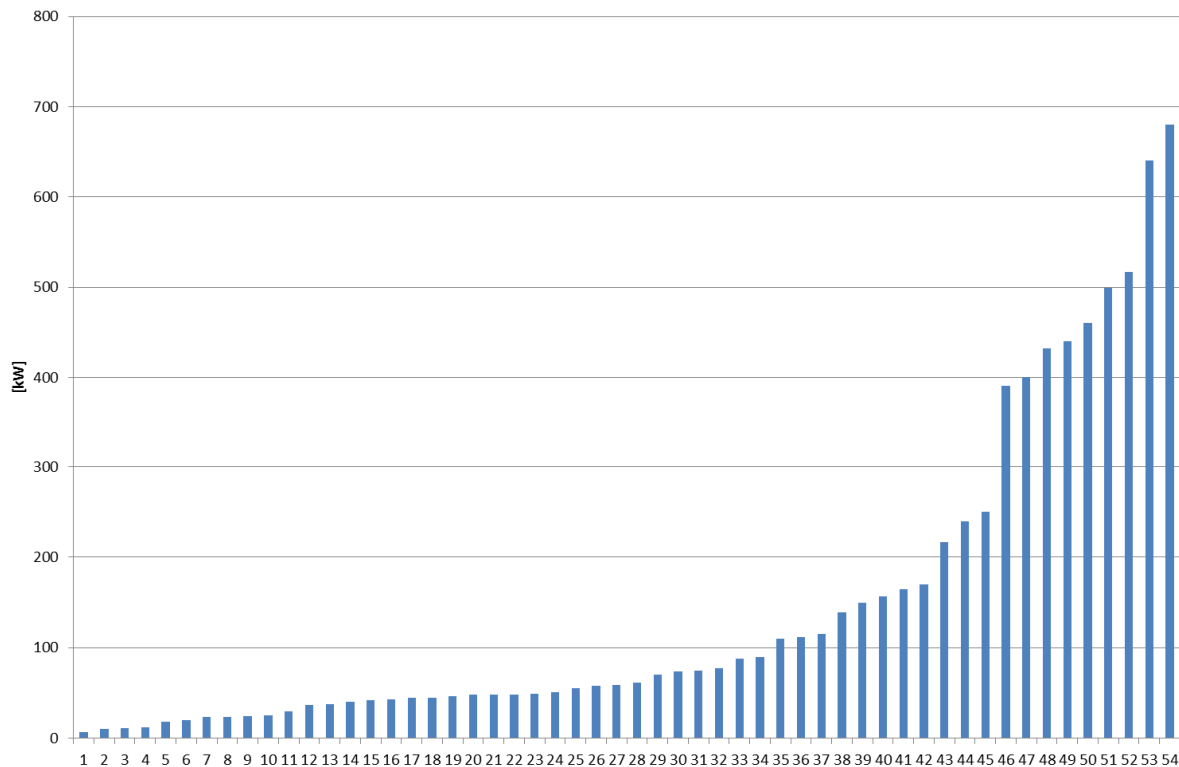
- Engpassleistung von 500 kW 30% des Investitionsvolumens - max. 1.500 EUR/kW
- Engpassleistung von 2 MW 20% des Investitionsvolumens – max. 1.000 EUR/kW
- Engpassleistung von 10 MW 10% des Investitionsvolumens – max. 400 EUR/kW

Betrachtet man die Entwicklung der kontrahierten Leistung so kam es im Jahr 2012 zu einem Zuwachs von 34 MW und im 1. HJ 2013 kamen nochmals 54 MW hinzu. Das zusätzliche Unterstützungsvolumen ist zu 90% ausgeschöpft. Dabei wurde jedoch ein Überhang von 476.270 aus dem Jahr 2012 mitberücksichtigt. Grundsätzlich stehen 1,5 Mio. EUR pro Jahr zur Verfügung. Aufgrund des Überhangs konnten 1,8 Mio. 2013 vergeben werden.

8.1 Grundlagen der Kostenstruktur von Kleinwasserkraftanlagen

In Abbildung 10 ist eine Auswertung jener Anlagen die von der OeMAG kontrahiert wurden.

Abbildung 10: Auswertung zu den neu kontrahierten Kleinwasserkraftanlagen für 2013



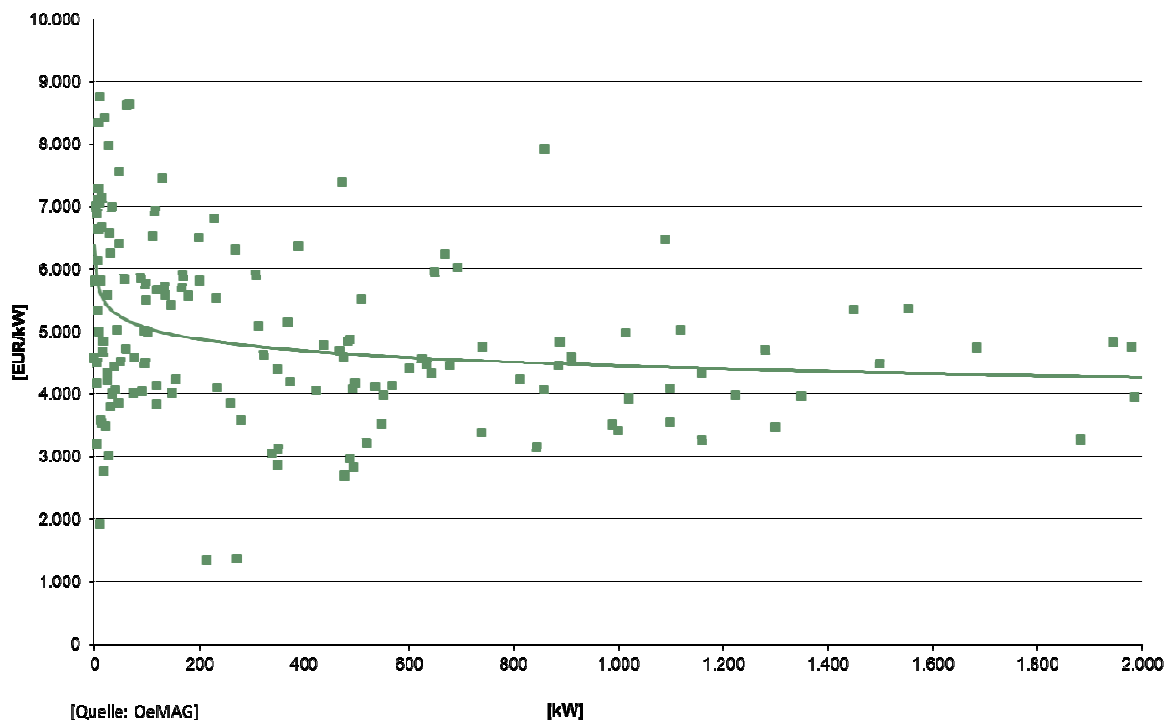
Die Bandbreite an verfügbaren Daten bezüglich der Errichtungskosten bei Neubau bzw. Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen ist relativ weit gestreut. Im letzten Gutachten aus dem Jahr 2002 wurden hinsichtlich der Kosten für den Neubau sowohl von der ECA als auch vom Energieinstitut 2.200 EUR/kW bis 6.000 EUR/kW (laut Haas et al. 2001) angesetzt.

Bei der Revitalisierung wurde von Seiten der ECA eine Bandbreite von 500 EUR/kW bis 1.000 EUR/kW angenommen.

Im Zuge der Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des EEG Erfahrungsberichts 2011 setzen Dumont und Keuneke die Kosten bei dem Neubau mit 2.500 EUR/kW bis 15.000 EUR/kW an und für die Revitalisierung mit 500 EUR/kW bis 2.000 EUR/kW.

In Abbildung 11 sind die spezifischen Investitionskosten jener KWK Anlagen bis 2 MW dargestellt die von der OeMAG bis zum Jahr 2012 einen Investitionszuschuss erhalten hatten. Die Einspeisetarife des letzten Gutachtens wurden stark abhängig von diesen gemeldeten Werten der Anlagenbetreiber festgelegt.

Abbildung 11: Auswertung der Investitionszuschüsse OeMAG ausgenommen 2013



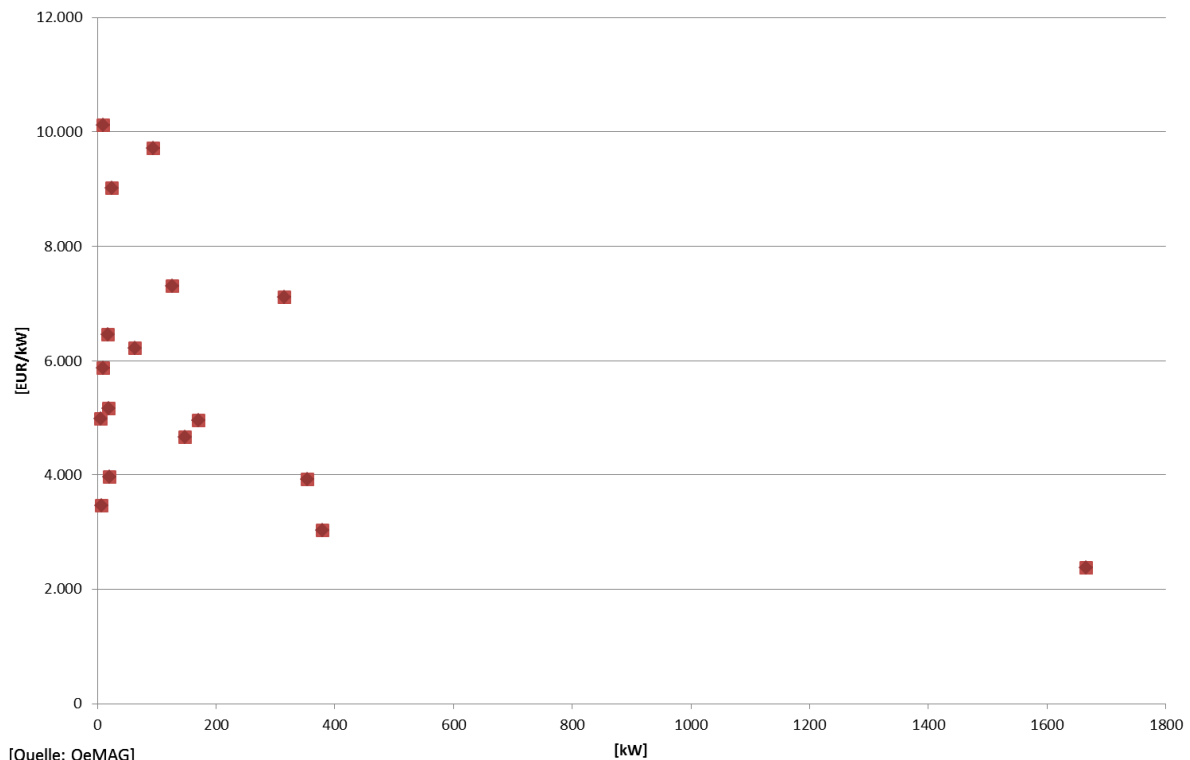
In Abbildung 12 sind die spezifischen Investitionskosten für Anlagen welche im Jahr 2013 genehmigt wurden dargestellt.

Als gesetzliche Laufzeit für den Einspeisetarif von Kleinwasserkraftanlagen wird von 13 Jahre ausgegangen. In den Berechnungen an sich wurden jedoch 20 Jahre angesetzt. Wasserkraftanlagen haben, verglichen mit den anderen Technologien ein extrem hohe Lebensdauern² und sehr geringe Stromgestehungskosten. In der Literatur³ werden bezüglich der Lebensdauer für bauliche Komponenten 70 Jahre und für elektrische Anlagen und Maschinen 40 Jahre angegeben. Bereits in vorhergehenden Gutachten wurde diese Systematik bei Kleinwasserkraftanlagen angewandt.

² Im Gutachten 2002 wurde eine Durchschnittliche Lebensdauer von 50,03 Jahren errechnet.

³ Kaltschmitt, Streicher: Regenerative Energien in Österreich, S. 88

Abbildung 12: Auswertung der Investitionszuschüsse KWKW - Neubauten kleiner 2 MW EPL 2013



8.2 Errechnete Tarife für 2014 und Abschläge 2015

Basierend auf einer Einteilung in fünf Größenklassen, wurden Tarife errechnet, wobei wie bei der Ergänzung zum letzten Gutachten 4.500 Volllaststunden und Betriebskosten gemäß einem Entwurf von Kleinwasserkraft Österreich angenommen wurden.

In Tabelle 6 sind die Volllaststunden jener Anlagen die in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control erfasst sind dargestellt.

Tabelle 6: Volllaststunden von Kleinwasserkraftanlagen (Vertragsverhältnis mit OeMAG)

	< 100 kW	101 bis 200 kW	201 bis 500 kW	> 500 kW
Bestes Drittel (leistungsbezogen)	1.619	2.692	2.734	2.580
Mittleres Drittel (leistungsbezogen)	3.519	4.803	4.785	4.286
Schlechtestes Drittel (leistungsbezogen)	5.909	6.587	6.587	5.592

[Quelle: E-Control 2013 | Stromnachweisdatenbank]

Weiters wurden von Kleinwasserkraft Österreich sowie von der OeMAG Daten hinsichtlich der spezifischen Investitionskosten bei Neubau und Revitalisierung zur Verfügung gestellt.

Bei der Auswertung der OeMAG Daten wurde berücksichtigt, dass bei der Festlegung der Einspeisetarife die Förderung an den effizientesten Standorten Vorrang hat. Bei den spezifischen Investitionskosten wurde aus diesem Grund das teuerste Drittel nicht mitberücksichtigt.

Aus Sicht der Gutachter sind keine grundlegenden Änderungen im Bereich der Kleinwasserkraft für die Jahre 2014 und 2015 zu erwarten. Die Kosten aus dem letzten Gutachten wurden teilweise geringfügig angepasst und es wurde wiederum mit 4.500 Volllaststunden gerechnet. Für die entsprechenden Zonen ergeben sich somit die folgenden spezifischen Investitionskosten bei Neubau:

Für 111 kW	4.750 EUR/kW
Für 222 kW	4.000 EUR/kW
Für 556 kW	3.400 EUR/kW
Für 1.111 kW	2.741 EUR/kW
Für 2.222 kW	2.233 EUR/kW

Für die Berechnung der Tarife des Zonenmodells wurde dieselbe Vorgangsweise wie im ursprünglichen Gutachten angewandt. Wie bei den übrigen Technologien sei hier darauf verwiesen, dass sich die vorgeschlagenen Tarife nicht an den momentan gültigen Tarifen orientieren. Vor allem im Bereich der größeren Anlagen lagen diese äußerst deutlich über den errechneten des letzten Gutachtens.

Die sich daraus ergebenden Tarife für Neubauten lauten wie folgt:

0 bis 500.000 kWh	10,60 Cent/kWh
500.000 bis 1.000.000 kWh	7,63 Cent/kWh
1.000.000 bis 2.500.000 kWh	6,86 Cent/kWh
2.500.000 bis 5.000.000 kWh	4,89 Cent/kWh
5.000.000 bis 7.500.000 kWh	4,52 Cent/kWh
Über 7.500.000 kWh	4,14 Cent/kWh

Eine 50 kW Anlage bleibt bei 4.500 Volllaststunden unter einer jährlichen Produktion von 500.000 kWh und erhält somit für jede eingespeiste kWh Strom 10,60 Cent/kWh. Eine 500 kW Anlage würde einen durchschnittlichen Einspeisetarif von 7,86 Cent/kWh erhalten und ein 2 MW Anlage würde einen durchschnittlichen Einspeisetarif von 5,46 Cent/kWh erhalten.

Bezüglich Revitalisierung wurde ein Abschlag von 25 % für die spezifischen Investitionskosten angesetzt. Die entsprechenden Tarife sind wie folgt:

0 bis 500.000 kWh	8,30 Cent/kWh
500.000 bis 1.000.000 kWh	6,06 Cent/kWh
1.000.000 bis 2.500.000 kWh	5,41 Cent/kWh
2.500.000 bis 5.000.000 kWh	3,89 Cent/kWh
5.000.000 bis 7.500.000 kWh	3,54 Cent/kWh
Über 7.500.000 kWh	3,30 Cent/kWh

Laut § 19 (2) ÖSG ist bei einer mehrjährigen Festlegung von Tarifen ein Abschlag für die Kosten vorzusehen. Für 2015 würden sich auf dieser Basis die folgenden Tarife ergeben.

für Neubauten:

0 bis 500.000 kWh	10,55 Cent/kWh
500.000 bis 1.000.000 kWh	7,59 Cent/kWh
1.000.000 bis 2.500.000 kWh	6,83 Cent/kWh
2.500.000 bis 5.000.000 kWh	4,86 Cent/kWh
5.000.000 bis 7.500.000 kWh	4,49 Cent/kWh
Über 7.500.000 kWh	4,11 Cent/kWh

Für revitalisierte Anlagen:

0 bis 500.000 kWh	8,26 Cent/kWh
500.000 bis 1.000.000 kWh	6,03 Cent/kWh
1.000.000 bis 2.500.000 kWh	5,38 Cent/kWh
2.500.000 bis 5.000.000 kWh	3,87 Cent/kWh
5.000.000 bis 7.500.000 kWh	3,52 Cent/kWh
Über 7.500.000 kWh	3,28 Cent/kWh

Aufgrund der Datengrundlage und der Differenz zwischen den gültigen Tarifen und jenen des letzten Gutachtens empfiehlt der Gutachter für die Kleinwasserkraft keine neuen Tarife festzulegen und die momentan gültigen entsprechend den Vorgaben des § 19 (2) ÖSG mit dem vorgeschlagenen Abschlag fortzuschreiben.

Anmerkung: die Gutachter wurden auch beauftragt alternative Wasserkrafttechniken einer Beurteilung zu unterziehen. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte, einer geringen Datengrundlage und eines eingeschränkten Anbieterkreises wurde jedoch davon abgesehen spezielle Tarife zu errechnen und vorzuschlagen.

9 Anderer Ökostrom (Biomasse flüssig, Geothermie, Deponie- und Klärgas)

Seit Entscheidung der Ökostromverordnung 2011 sind keine Investitionen und zugehörige Kostenangebote / neue Kostenstrukturen für Ökostromerzeugungsanlagen auf Basis von flüssiger Biomasse, Geothermie oder Deponie- und Klärgas bekannt.

Den Gutachtern sind somit keine Änderungen der Kostenstruktur für die Ökostromtechnologien bekannt. Es wird vorgeschlagen die momentan gültigen Tarife entsprechend den Vorgaben aus dem ÖSG fortzuschreiben.

10 Zusammenfassung der Empfehlungen

Es wurde ein Gutachten beauftragt in dem für das Jahr 2014 sowie für das Jahr 2015 zu bestimmenden Einspeisetarife für Ökostromanlagen angeführt werden sollten. Fokus lag dabei darauf, ob die Tarife für die einzelnen Technologien im Sinne des § 19 (2) ÖSG fortgeschrieben werden können, oder ob es Ausreißer gibt, die mit der vereinfachten Systematik nicht erfasst werden können.

Grundsätzlich empfiehlt der Gutachter bei den meisten Technologien die gültigen Tarife mit der Degression entsprechend § 19 (2) ÖSG fortzuschreiben. Im Bereich der Photovoltaik und sollten jedoch erweiterte Adaptionen vorgenommen werden.

In Tabelle 7 ist eine detaillierte Ausführung zu den berechneten Einspeisetarifen zu finden.

Tabelle 7: Ermittelte Einspeisetarife

EIN SPEISETARIFE FÜR NEUE ÖKOSTROMANLAGEN 2013, 2014 und 2015			2013 Tarif Cent/kWh	Degression Gesetz 2014 Tarif Cent/kWh	Degression Gesetz 2015 Tarif Cent/kWh
Rohstoffunabhängige Technologien			Laufzeit 13 Jahre	Laufzeit 13 Jahre	Laufzeit 13 Jahre
Windenergie			9,45	9,36	9,26
	gebäudeintegriert*	bis 5 kWp	über KLI.EN (Investitionszuschuss)		
		5 kWp bis 500 kWp	18,12		
		5 kWp bis 50 kWp		13,30	11,36
		5 kWp bis 100 kWp		10,86	9,27
		5 kWp bis 200 kWp		9,65	8,24
Photovoltaik¹	auf Freiflächen	bis 5 kWp	über KLI.EN (Investitionszuschuss)		
		5 kWp bis 500 kWp	16,59		
		5 kWp bis 50 kWp		11,97	10,22
		5 kWp bis 100 kWp		9,78	8,34
		5 kWp bis 200 kWp		8,69	7,41
	Neuanlagen	die ersten 500.000 kWh	10,55	10,44	10,34
		die ersten 500.000 kWh	7,59	7,51	7,44
		die nächsten 1.500.000 kWh	6,63	6,56	6,50
		die nächsten 2.500.000 kWh	5,53	5,47	5,42
		die nächsten 2.500.000 kWh	5,22	5,17	5,12
		über 7.500.000 kWh	4,97	4,92	4,87
Kleinwasserkraft	Revitalisierung	die ersten 500.000 kWh	8,26	8,18	8,10
		die ersten 500.000 kWh	6,03	5,97	5,91
		die nächsten 1.500.000 kWh	5,22	5,17	5,12
		die nächsten 2.500.000 kWh	3,81	3,77	3,73
		die nächsten 2.500.000 kWh	3,52	3,48	3,45
		über 7.500.000 kWh	3,23	3,20	3,17
Deponie- und Klärgas		Klärgas	5,94	5,88	5,82
		Deponiegas	4,95	4,90	4,85
Geothermie			7,43	7,36	7,28
Rohstoffabhängige Technologien			Laufzeit 15 Jahre		
Feste Biomasse (wie Waldhackgut, Stroh)		hocheffizient bis 500 kW	19,90	19,70	19,50
		bis 500 kW	17,91	17,73	17,55
		500 kW bis 1 MW	15,72	15,56	15,41
		1 bis 1,5 MW	15,42	15,27	15,11
		1,5 bis 2 MW	14,92	14,77	14,62
		2 bis 5 MW	14,30	14,16	14,02
		5 bis 10 MW	13,81	13,67	13,54
		über 10 MW	10,94	10,83	10,72
Abfall mit hohem biogenen Anteil		SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 25 %	minus 25 %	minus 25 %
		SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	minus 40 %	minus 40 %	minus 40 %
		Andere 5-stellige SN in Tab. 1 und 2 ÖkoStrG	4,95	4,90	4,85
Mischfeuerungen		anteilig	anteilig	anteilig	
Zuführung in kalorischen Kraftwerken		Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	6,06	6,00	5,94
		SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 20 %	minus 20 %	minus 20 %
		Andere 5-stellige SN in Tab. 1 und 2 ÖkoStrG	minus 30 %	minus 30 %	minus 30 %
Mischfeuerungen		anteilig	anteilig	anteilig	
Flüssige Biomasse		Flüssige Biomasse	5,74	5,68	5,63
		Zuschlag für Erzeugung in effizienter KWK	2,00	1,98	1,96
Biogas aus landwirtschaftl. Produkten (wie Mais, Gülle)		bis 250 kW	19,50	19,31	19,11
		250 bis 500 kW	16,93	16,76	16,59
		500 bis 750 kW	13,34	13,21	13,07
		über 500 kW	12,93	12,80	12,67
		Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 20 %	minus 20 %	minus 20 %
		Zuschlag für Erzeugung in effizienter KWK	2,00	1,98	1,96
	Zuschlag bei Aufbereitung auf Erdgasqualität	2,00	1,98	1,96	
Mischfeuerungen		anteilig	anteilig	anteilig	
Einspeisetarife für rohstoffabhängige Ökostromanlagen nach Ablauf der Kontrahierungspflicht					
Feste Biomasse (wie Waldhackgut, Stroh)		bis 2 MW	12,03	13,00	12,94
		2 bis 10 MW	10,35	11,00	10,95
		über 10 MW	9,95	10,65	10,60
Biogas aus landwirtschaftl. Produkten (wie Mais, Gülle)		bis 250 kW	11,44	12,50	12,45
		über 250 kW	9,95	11,00	10,95
		Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 20 %	minus 20 %	minus 20 %

¹Einspeisetarif in Kombination mit Investitionszuschuss: 30% der Investitionskosten maximal jedoch 200 EUR/kWh